Signature Not Verified
Digitally signed by VARVARA ZACHARAKI
Date: 2018.11.28 12:25:44 EET
Reason: Signed PDF (embedded)
Location: Athens, Ethniko Typografio



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

28 Νοεμβρίου 2018 | ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ | Αρ. Φύλλου **5332**

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 1057/2018

Λήψη απόφασης επί της τροποποίησης της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή, σύμφωνα με το άρθρο 35 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(συνεδρίαση την 24η Οκτωβρίου 2018,
η οποία συνεχίστηκε την 25η Οκτωβρίου 2018
και την 29η Οκτωβρίου 2018)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185/30.09.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις», όπως ισχύει, και ιδίως των άρθρων 6 και 17 του κεφαλαίου Γ΄ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (EEL 197 της 25.07.2015, σελ. 24 επ.) και ιδίως των άρθρων 35 και 9 αυτού.

5. Την αριθμ. 06/2016 της 17.11.2016 απόφαση του Οργανισμού Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ – ACER) σχετικά με τον προσδιορισμό των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής.

6. Την αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-234164/20.03.2018 επιστολή των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) (εφεξής «σχετικοί ΔΣΜ») σχετικά με την έγκριση της κοινής τους πρότασης επί μεθοδολογίας που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή σύμφωνα με τις προβλέψεις του άρθρου 35 κανονισμού (ΕΚ) 2015/1222 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

7. Την αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-235295/20.04.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με τη μετάφραση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) σχετικά με την έγκριση της κοινής τους πρότασης επί μεθοδολογίας που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή σύμφωνα με τις προβλέψεις του άρθρου 35 κανονισμού (ΕΚ) 2015/1222 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

8. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από 17.04.2018 έως και 31.05.2018[1].

9. Την αριθμ. ΡΑΕ Ο-74208/26.10.2018 απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας περί της τροποποίησης από τους ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), της πρότασής τους για τη μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή, σύμφωνα με το άρθρο 35 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

10. Την αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ο-74209/26.10.2018 επιστολή του South East Europe Energy Regulators' Regional Forum (SEE ERRF) προς τους ανωτέρω ΔΣΜ και κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, με

1 http://www.rae.gr/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/1704.csp

συνημμένη την ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας περί της τροποποίησης της ως άνω πρότασης των σχετικών ΔΣΜ.

11. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

12. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ’ αρχήν, ο κανονισμός (ΕΚ) αριθμ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο αριθμ. 2015/1222 κανονισμός (ΕΕ) της 24ης Ιουλίου 2015 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 4), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη διαζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, ο συντονισμός και η εναρμόνιση του τρόπου υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας των διασυνδέσεων, προκειμένου να υλοποιηθεί η ενιαία σύζευξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας (day ahead electricity market) και της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (intra-day electricity market).

Επειδή, προκειμένου για την ικανοποίηση του ανωτέρω στόχου, οι ΔΣΜ, τα καθήκοντα των οποίων περιγράφονται γενικά στο άρθρο 8 του κανονισμού, υποβάλουν στις εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές κοινή πρόταση σχετικά με τη μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή, εντός της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 35 του κανονισμού «Συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή» προβλέπονται τα εξής:

«1. Εντός 16 μηνών από την κανονιστική έγκριση των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας που αναφέρονται στο άρθρο 15, όλοι οι ΔΣΜ κάθε περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας εκπονούν πρόταση σχετικά με κοινή μεθοδολογία όσον αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.

2. Η μεθοδολογία για τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή περιλαμβάνει μέτρα διασυνοριακού ενδιαφέροντος και παρέχει τη δυνατότητα σε όλους τους ΔΣΜ κάθε περιοχής υπολογισμού δυναμικότητας να ανακουφίσουν αποδοτικά τη φυσική συμφόρηση, ανεξαρτήτως του κατά πόσον οι λόγοι της φυσικής συμφόρησης εμπίπτουν ή όχι στην οικείες περιοχές ελέγχου. Στη μεθοδολογία για τη συντονισμένη αναδιανομή και την αντίρροπη συναλλαγή συνεκτιμάται το ότι η εφαρμογή της μπορεί να επηρεάσει σημαντικά τις ροές εκτός της περιοχής ελέγχου του ΔΣΜ.

3. Κάθε ΔΣΜ αναδιανέμει όλες τις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ή φορτίου με βάση τους κατάλληλους μηχανισμούς και τις συμφωνίες που ισχύουν στην οικεία περιοχή ελέγχου, συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης.

Εντός 26 μηνών από την κανονιστική έγκριση των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας, όλοι οι ΔΣΜ κάθε περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας εκπονούν έκθεση, που υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12, με την οποία αξιολογείται ο σταδιακός συντονισμός και εναρμόνιση αυτών των μηχανισμών και συμφωνιών και διατυπώνονται προτάσεις. Η έκθεση υποβάλλεται στις αντίστοιχες ρυθμιστικές αρχές για αξιολόγηση. Οι προτάσεις που περιλαμβάνονται στην έκθεση προλαμβάνουν τη στρέβλωση της αγοράς λόγω αυτών των μηχανισμών και συμφωνιών.

4. Κάθε ΔΣΜ απέχει από μονομερή ή μη συντονισμένα μέτρα αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής διασυνοριακής σημασίας. Κάθε ΔΣΜ συντονίζει τη χρήση των πόρων αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής, λαμβάνοντας υπόψη τις επιπτώσεις τους στην επιχειρησιακή ασφάλεια και στην οικονομική απόδοση.

5. Οι οικείες μονάδες παραγωγής και φορτίου παρέχουν στους ΔΣΜ τις τιμές της αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής πριν από τη δέσμευση πόρων αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής.

Η τιμολόγηση της αναδιανομής και της αντίρροπης συναλλαγής βασίζεται:

α) στις τιμές στις σημαντικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας για το σχετικό χρονικό πλαίσιο· ή

β) στο κόστος των πόρων αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής, το οποίο έχει υπολογιστεί με διαφανή τρόπο βάσει των δαπανών που έχουν πραγματοποιηθεί.

6. Από τις μονάδες παραγωγής και φορτίου παρέχονται εκ των προτέρων στους σχετικούς ΔΣΜ όλες οι απαραίτητες πληροφορίες για τον υπολογισμό του κόστους αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής. Οι πληροφορίες αυτές ανταλλάσσονται μεταξύ των σχετικών ΔΣΜ μόνο για σκοπούς αναδιανομής και αντίρροπης συναλλαγής.».

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 7 του άρθρου 9 του κανονισμού, η πρόταση των ΔΣΜ για την κοινή μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή, κατά το άρθρο 35 του κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 9 του κανονισμού:

«Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβά-

νουν υπόψη τη γνώμη του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 6, 7 και 8, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.».

Επειδή, κατά την παρ. 12 του άρθρου 9 του κανονισμού, οι Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας δύνανται να απαιτήσουν τροποποίηση από τους ΔΣΜ της σχετικής πρότασής τους για τη μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή εντός της οικείας περιφέρειας, οι οποίοι υποβάλλουν στις Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας νέα πρόταση σχετικά με την τροποποίηση, προς έγκριση, εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας υποβάλλεται στους σχετικούς ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών των άρθρων 35 και 9 του κανονισμού.

Επειδή, με την απόφαση 06/2016 της 17.11.2016 ο ACER προσδιόρισε τις περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού, δυνάμει της οποίας προσδιορίστηκε και η περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) (σχετ. 5).

Επειδή, κατά το άρθρο 6 παρ. 1γ του κεφαλαίου Γ΄ του ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ: … γ) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 και προβλέπουν ιδίως … την έγκριση των λοιπών όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών και την εκτέλεση όλων των καθηκόντων, λειτουργιών και αρμοδιοτήτων, κατά τα αναλυτικά προβλεπόμενα στον κανονισμό αυτό.».

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 17 παρ. 7 του κεφαλαίου Γ΄ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας.».

Επειδή, με την υπό σχετ. 6 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη μεθοδολογία συντονισμένου υπολογισμού της δυναμικότητας εντός της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, με την υπό σχετ. 7 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η μετάφραση της ανωτέρω πρότασης στην ελληνική γλώσσα.

Επειδή, ακολούθως, η ΡΑΕ, από 17.04.2018 έως και 31.05.2018 έθεσε την υπό σχετ. 6 πρόταση των ΔΣΜ σε δημόσια διαβούλευση (σχετ. 8), κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, στη συνέχεια οι Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) κατόπιν της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του SEE Energy Regulators’ Regional Forum (SEE ERRF), ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας, περί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης από τους ΔΣΜ, προκειμένου να πληρούνται οι απαιτήσεις που προβλέπονται στη διάταξη του άρθρου 35 του κανονισμού (σχετ. 9).

Επειδή, ακολούθως, με την υπό σχετ. 10 επιστολή γνωστοποιήθηκε προς τους σχετικούς ΔΣΜ, την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών περί τροποποίησης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 11 του άρθρου 9 του κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «11. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 10, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009».

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/2011 «Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας… συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την …ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης…» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΡΑΕ, … δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως….».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 9 (παρ. 5, 7 και 12) και 35 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179):

1. Την τροποποίηση από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), της πρότασής τους για τη μεθοδολογία που αφορά τη συντονισμένη αναδιανομή και αντίρροπη συναλλαγή, σύμφωνα με την ανωτέρω κοινή απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών (SEE ERRF) της οικείας περιφέρειας (SEE CCR), ως εξής:

«REQUEST FOR AMENDMENT BY THE SEE CCR REGULATORY AUTHORITIES Of THE SEE CCR TSOs’ PROPOSAL FOR COORDINATED REDISPATCHING AND COUNTERTRADING METHODOLOGY IN ACCORDANCE WITH ARTICLE 35 OF COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222 OF 24 JULY 2015 ESTABLISHING A GUIDELINE ON CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT

26 October 2018

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of the SEE CCR Regulatory Authorities (in the following: SEE NRAs), agreed on 26 October 2018 at SEE CCR Energy Regulators’ Regional forum, on the SEE CCR TSO proposal for Coordinated Redispatching and Countertrading Methodology (in the following: SEE CTRD), submitted in accordance with Article 35 of Commission Regulation 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (in the following: CACM).

This agreement of the SEE NRAs shall provide evidence that a decision on the SEE CTRD does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of CACM. It is intended to constitute the basis on which the SEE NRAs will each subsequently request an amendment to the SEE CTRD pursuant to Article 9(12) of CACM.

The legal provisions that lie at the basis of the SEE CTRD, and this SEE NRAs agreement on the above-mentioned methodology, can be found in Articles 3, 9 and 35 of CACM. They are set out here for reference.

Article 3 – Objectives of capacity allocation and congestion management cooperation

This Regulation aims at:

(a) Promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;
(b) Ensuring optimal use of the transmission infrastructure;
(c) Ensuring operational security;
(d) Optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;
(e) Ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;
(f) Ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;
(g) Contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;
(h) Respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;
(i) Creating a level playing field for NEMOs;
(j) Providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity

Article 9 – Adoption of terms and conditions or methodologies

1. *TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.*

[…]

5. *Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.*
6. *(…)*
7. *The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:*

   c the methodology for coordinated redispatching and countertrading in accordance with Article 35(1);

8. *(…)*
9. *The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.*
10. *Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.*
11. *(…)*
12. *In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.*
13. *(…)*
14. *TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.*

Article 35 – *Coordinated redispatching and countertrading*

9. *Within 16 months after the regulatory approval on capacity calculation regions referred to in Article 15, all the TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for coordinated redispatching and countertrading. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.*
10. *The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall include actions of cross-border relevance and shall enable all TSOs in each capacity calculation region to effectively relieve physical congestion irrespective of whether the reasons for the physical congestion fall mainly outside their control area or not. The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall address the fact that its application may significantly influence flows outside the TSO's control area.*
11. *Each TSO may redispatch all available generation units and loads in accordance with the appropriate mechanisms and agreements applicable to its control area, including interconnectors. By 26 months after the regulatory approval of capacity calculation regions, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a report, subject to consultation in accordance with Article 12, assessing the progressive coordination and harmonisation of those mechanisms and agreements and including proposals. The report shall be submitted to their respective regulatory authorities for their assessment. The proposals in the report shall prevent these mechanisms and agreements from distorting the market.*
12. *Each TSO shall abstain from unilateral or uncoordinated redispatching and countertrading measures of crossborder relevance. Each TSO shall coordinate the use of redispatching and countertrading resources taking into account their impact on operational security and economic efficiency.*
13. *The relevant generation units and loads shall give TSOs the prices of redispatching and countertrading before redispatching and countertrading resources are committed. Pricing of redispatching and countertrading shall be based on:*
    - *(a) prices in the relevant electricity markets for the relevant time-frame; or*
    - *(b) the cost of redispatching and countertrading resources calculated transparently on the basis of incurred costs.*
14. *Generation units and loads shall ex-ante provide all information necessary for calculating the redispatching and countertrading cost to the relevant TSOs. This information shall be shared between the relevant TSOs for redispatching and countertrading purposes only.*

II. The SEE TSOs proposal

The SEE CTRD was consulted by the SEE TSOs through ENTSO-E for one month from 2 February 2018 to 4 March 2018, in line with Article 12 and Article 35 of CACM[1]. The final SEE CTRD was received by the last Regulatory Authority of the SEE Capacity Calculation Region on 30 April 2018. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of CACM, in line with Article 9(9) of CACM. Article 9(10) of CACM requires SEE NRAs to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned. A decision is therefore required by each Regulatory Authority by 30 October 2018.

Redispatching and countertrading are activated once all available and effective non-costly remedial actions are exploited (e.g. grid topology variations) and if network elements within the Area of Common Interest (ACI) are still congested.

A fast activation process is foreseen too: this is used when the regular process cannot be performed due to the urgency to adopt corrective measures.

[1] The public consultation is available on the ENTSO-e website: https://consultations.entsoe.eu/markets/see-ccr-tsos-rdct/

The implementation of SEE CTRD is subject to the regulatory approval of the CTRD proposal and of the associated cost sharing proposal, to the effective implementation of the capacity calculation methodology in the SEE CCR and to the development of the proper IT systems to support all the activities related to countertrading and redispatching.

III. The SEE NRAs' position

SEE NRAs welcome the effort by SEE TSOs to develop a proposal in the current framework where most of the activities of the regional capacity calculators (and in prospective of the regional security coordinators according to Regulation 2017/1485) are still under discussion.
Regarding the content of the methodology submitted, SEE NRAs observes that the level of detail is generally insufficient.
SEE NRAs have some concerns on which the TSOs are asked to provide more clarifications.

Whereas

According to paragraph 7 of the "Whereas" section, *"The Redispatching and Countertrading Methodology shall also consider the requirements of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on System Operation (" herein after referred to as "SO GL") considering the interrelation with articles 75 and 76 of this Regulation"*.
The specific paragraphs of articles 75 and 76 of the SO GL where there requirements are fulfilled shall be mentioned here.

Definitions and interpretation

The definition of "redispatching" and "countertrading" from the explanatory document need to be included in the proposal. Definition is already provided in transparency regulation 543/2013. TSOs should use the exact official wording for these definitions.

Application of this methodology

Article 3 of the SEE CTRD defines that this methodology should be applied within the SEE CCR.
The methodology should clearly establish the following:

- which congestions are cross-border relevant and thereby need to be solved in a coordinated manner;
- the process for defining all available countertrading and redispatching actions;
- the process for the coordination of countertrading and redispatching focusing on economic optimisation to solve congestions;
- the process of activation of countertrading and redispatching;
- the way to identify the causes of congestions (i.e. polluters).

Resources for redispatching and countertrading

Article 5 of the SEE CTRD defines that each TSO shall define for each time-frame its resources available for redispatching and countertrading and their prices.
TSOs should explain how they will determine for each time-frame their available resources and why they do not include two different articles on the issues of redispatching and countertrading, as they may be applied for different scopes. This could enhance readability of the text and avoid misunderstandings.

Overall process for coordinated redispatching and countertrading

Article 6 of the SEE CTRD describes the general principles and overall process for CRTD.
SEE NRAs ask TSOs to include some information concerning timing issues, such as:

- when Curative Remedial Actions are performed;
- the time that is needed by the Regional Security Coordinator (RSC) to provide for Remedial Actions;
- the deadline for the Regional Security Coordinator to trigger the fast activation process.

Additionally, the proposal should clearly define communication channels between generation units and loads, TSOs and the Regional Security Coordinator. The latter is also recommended by ACER.

Fast activation process for sudden critical situations

According to paragraph 6 of the Article 7, *“Considering the application of this process should be very infrequent, being linked to extraordinary and unusual events, and that it must be characterized by fast activation and additional flexibility, a lower degree of coordination is accepted, but at least bilateral coordination shall be guaranteed, and only countertrading could be considered due to its flexibility.”*.

TSOs should more clearly explain why only countertrading could be considered in this case.

Publication and Implementation of the coordinated redispatching and countertrading methodology

TSOs should explain which is the legal basis for the provisions mentioned in paragraph 2b, 2c and 2d of Article 10.

Additionally, they shall specify the type of systems mentioned in paragraph 2d of Article 10, i.e. communication, RSC etc.

Last but not least, TSOs shall explain why they need 12 months to implement the proposed CTRD methodology and how this affects the overall market coupling requirement for the countries.

IV. Conclusions

The SEE NRAs have consulted and closely cooperated and coordinated to reach agreement that **they request an amendment to the SEE CTRD submitted by SEE TSOs pursuant to Article 35 of CACM**. The amended proposal should take into account the SEE NRAs position stated above and should be submitted by TSOs no later than 2 months after the last national decision to request an amendment has been made, in accordance with Article 9(12) of CACM.

The SEE NRAs must make their national decisions to request an amendment to the coordinated redispatching and countertrading methodology, on the basis of this agreement, by 30 October 2018.

».

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσας απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

Η παρούσα υπόκειται στον ακυρωτικό έλεγχο του Συμβουλίου της Επικρατείας, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 33 του ν. 4001/2011.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 29 Οκτωβρίου 2018

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ